

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ (РАЗВИТИЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ)

АВТОРЫ:

М.Ю. ЛЬВОВ,
Д.Т.Н.,
АО «ОЭК»

Ю.Н. ЛЬВОВ,
Д.Т.Н.,
«НТЦ РОССЕТИ ФСК ЕЭС»

Существующая в настоящее время система нормативно-технических документов делает возможным реализацию принципа комплексного подхода в оценке технического

состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов, и позволяет эксплуатационным предприятиям выполнять в полном объеме требования нормативно-правовых актов.

Ключевые слова: мониторинг; оценка состояния; руководящие документы; нормативно-технические документы; силовые трансформаторы; автотрансформаторы.



Силовой трансформатор на современной высоковольтной подстанции

Надежность обеспечения электрической энергией потребителей в значительной степени определяется надежностью эксплуатации силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше в электрических сетях.

В соответствии с изменениями, внесенными в Стратегию развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденными распоряжением Правительства РФ от 29.11.2017 № 2664-р, с 2018 г. в России осуществляется постепенный переход от системы планово-предупредительного ремонта на объектах электросетевого хозяйства к системе ремонта по фактическому техническому состоянию с реализацией принципа риск-ориентированного управления электросетевыми активами.

В этой связи следует отметить, что в России уже в 1990-х гг. благодаря достаточно высокой эффективности системы эксплуатационного, диагностического и ремонтного обслуживания силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше в отношении силовых трансформаторов (автотрансформаторов) раньше, чем по другим видам энергетического оборудования, начала реализовываться концепция перехода от нормативно-календарного планирования ремонтов к их проведению «по состоянию».

В соответствии с требованиями 15-го издания Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭС) [17], утвержденное в 1995 г., ремонты трансформаторов (капитальные, текущие) и их составных частей (система регулирования напряжения под нагрузкой, система охлаждения и др.) выполняются по мере необходимости в зависимости от их технического состояния, определяемого испытаниями и внешним осмотром, а сроки ремонта устанавливаются техническим руководителем энергообъекта. Указанное

положение вошло в действующую в настоящее время редакцию ПТЭС [16], утвержденную в 2003 г.

В вышедшем в 1998 г. 6-м издании руководящего документа (РД) «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [15] для силовых трансформаторов (автотрансформаторов) был существенно расширен перечень контролируемых параметров. В дополнение к ранее нормированным традиционным показателям оценки состояния силовых трансформаторов (автотрансформаторов) были введены новые. К ним относятся: хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле; измерение степени полимеризации; контроль содержания антиокислительной присадки ионов; контроль содержания фурановых соединений в масле; тепловизионный контроль и ряд других.

Также к концу 1990-х гг. была сформирована система нормативно-технических документов (НТД), методических указаний и методик оценки состояния силовых трансформаторов (автотрансформаторов), находящихся в эксплуатации [8], включившая:

- Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования [18], где описано большинство методов испытаний и измерений параметров силовых трансформаторов (автотрансформаторов), применяемых в практике эксплуатации в соответствии с действующими нормативными требованиями;
- Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле (РД 34.46.302–89);
- Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле (РД 34.43.107–95);

- Методика количественного химического анализа. Определение содержания производных фурана в электроизоляционных маслах методом жидкостной хроматографии (РД 34.43.206–94);
- Методика количественного химического анализа. Определение содержания присадок в энергетических маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии (РД 34.43.208–95);
- Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов (РД 34.46–303–98);
- Методика инфракрасного контроля электрооборудования (РД 34.0–20.363–99).

Таким образом, система НТД и накопленный опыт эксплуатации на тот момент позволяли определять техническое состояние силовых трансформаторов (автотрансформаторов), принимать решения о необходимости или нецелесообразности вывода трансформатора в ремонт и реализовать концепцию перехода от нормативно-календарного планирования ремонтов силовых трансформаторов и автотрансформаторов к их проведению по техническому состоянию.

Вместе с тем старение парка силовых трансформаторов и автотрансформаторов в России, анализ повреждаемости и опыта эксплуатации, накопленный опыт обследования технического состояния трансформаторов, результаты исследовательских работ, а также рекомендации СИГРЭ и МЭК, опыт заводов-изготовителей и ремонтных организаций свидетельствовали о необходимости применения дополнительных мер, ориентированных в том числе на развитие и совершенствование системы оценки технического состояния

и методов диагностики силовых трансформаторов и автотрансформаторов для обеспечения и повышения их эксплуатационной надежности и улучшения НТД [8].

С целью совершенствования системы оценки технического состояния силовых трансформаторов (автотрансформаторов) напряжением 110 кВ и выше в период с 2000 по 2007 г. в РАО «ЕЭС России» были разработаны и введены в действие новые НТД:

1. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле [11].

Данные Методические указания были разработаны в 2000 г. и введены взамен РД 34.46.302–89 «Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле». В них приведены значения граничных концентраций газов, растворенных в трансформаторном масле, уточненные на основе накопленного опыта и статистических данных, методики определения вида дефекта, методика определения графическим способом развивающихся в трансформаторах дефектов по анализу растворенных газов, методика оценки состояния высоковольтных герметичных вводов трансформаторов по результатам анализа растворенных в масле газов и др.

Следует подчеркнуть, что применение метода хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле (ХАРГ), для оценки состояния силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и введение данного метода в состав требований РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [15] внесло значимый вклад в обеспечение надежности эксплуатации силовых

трансформаторов (автотрансформаторов) в РФ. Накопленный многолетний опыт применения ХАРГ позволил подтвердить высокую эффективность применения разработанной совокупности признаков, имеющих высокую диагностическую ценность, позволяющих определять вид и характер выявляемых дефектов на ранней стадии развития для принятия решений по дальнейшей эксплуатации силовых трансформаторов (автотрансформаторов) или необходимости их вывода в ремонт. При этом следует отметить, что с помощью ХАРГ в силовых трансформаторах (автотрансформаторах) можно обнаружить две группы дефектов: 1) перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова; 2) электрические разряды в масле [2].

2. В 2005 г. в РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [15] в части силовых трансформаторов и автотрансформаторов были внесены дополнения и изменения [1], а именно: допустимые значения влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов) и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, — не выше 1 % по массе, а эксплуатируемых трансформаторов — не выше 2 % по массе; допустимость в процессе эксплуатации трансформатора оценки влагосодержания твердой изоляции расчетным путем по результатам измерений тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток и масла, произведенных на трансформаторе, прогревом до 600 °С.

3. Методические указания по определению оптической мутности трансформаторного масла герметичных вводов 110 кВ и выше силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов [13].

В методических указаниях приведены методика определения оптической мутности трансформаторного масла, критерий оценки развития коллоидно-

дисперсных процессов, приводящих к снижению электрической прочности масляного канала герметичных высоковольтных вводов силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов.

4. Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик [12].

В указаниях приведена методика определения влагосодержания твердой изоляции обмоток силового трансформатора (шунтирующего реактора) расчетным путем по результатам измерений их диэлектрических характеристик, что позволяет определять среднее значение содержания влаги в изоляции по измеренному тангенсу угла диэлектрических потерь изоляции с учетом температуры обмоток и тангенса угла диэлектрических потерь масла.

5. Методические указания по оценке состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов по степени полимеризации [14].

Методические указания включают методику получения и регенерации растворов кадмийэтилендиаминового комплекса (кадоксен), применяемых для определения степени полимеризации бумажной изоляции силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов, правила отбора образца бумажной изоляции и подготовки его к анализу, методику измерений вязкостных характеристик раствора целлюлозной изоляции в кадоксене и расчет значения степени полимеризации.

С выходом указанных выше НТД для силовых трансформаторов (автотрансформаторов) напряжением 110 кВ и выше была обеспечена возможность реализации эксплуата-

ционными предприятиями в полном объеме всех требований РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [15].

В настоящее время в соответствии с требованиями ГОСТ установлены сроки службы силовых трансформаторов (автотрансформаторов):

- для силовых трансформаторов, созданных до 1 января 2008 г., срок службы не менее 25 лет (установлен ГОСТ 11677–85);
- для силовых трансформаторов, созданных после 1 января 2008 г., срок службы не менее 30 лет (ГОСТ Р 52719–2007).

В соответствии с ГОСТ 27.002–2015 определено, что срок службы — это календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после капитального ремонта до момента достижения предельного состояния.

В Российской Федерации, как и ранее в СССР, а также и в мировой практике, производителями трансформаторов не устанавливаются и не назначаются сроки выработки их ресурса. Также отсутствуют нормативные методики в отношении выработки ресурса силовых трансформаторов (автотрансформаторов) в процессе эксплуатации. В этой связи следует отметить принципиальное различие по данному вопросу между силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), а также в целом по электротехническому оборудованию по сравнению с тепломеханическим энергетическим оборудованием. Для тепломеханического оборудования заводами-изготовителями определяется ресурс — суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния. Дальнейшая эксплуатация возможна только после проведения соответствующих процедур и необходимых восстанови-

тельных работ и определения нового срока выработки ресурса.

Постановлением Правительства РФ от 19.12.2016 № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей» введена величина физического износа оборудования применяется индекс технического состояния (ИТС). При этом уровень физического износа рассчитывается по формуле: $ИЗНОС = 1 - ИТС$.

ИТС — это количественная оценка технического состояния оборудования, которая определяется на основании фактических данных о состоянии оборудования. Расчет ИТС для силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится в соответствии с Методикой оценки технического состояния основного оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 67.

В соответствии с указанной методикой предусмотрен порядок расчета ИТС для определения (в зависимости от установленных диапазонов ИТС) планируемого вида технического воздействия на оборудование. Суть данной методики заключается в сравнении фактических результатов измерений и испытаний, проводимых в соответствии с существующими требованиями и нормативами, и в планировании на основании расчета ИТС вида необходимого технического воздействия. При этом в данной методике показано, что субъект электроэнергетики должен также проводить оценку динамики изменения значений параметров технического состояния оборудования, осуществлять

прогноз изменения ИТС и времени достижения критического состояния, при котором эксплуатация такого оборудования будет недопустима. Также указывается на необходимость оценки риска отказа каждой единицы оборудования, вероятности отказа функциональных узлов, возможного ущерба из-за отказа оборудования (от последствий отказа оборудования).

В соответствии с Методическими указаниями по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, утвержденными приказом Минэнерго России от 19.02.2019 № 123, для силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше и номинальной мощностью 63 МВА и более установлен порядок расчета вероятности отказа соответствующих функциональных узлов (магнитопровода и обмотки трансформатора) и трансформатора в целом с оценкой последствий отказа.

При этом оценка значения ИТС с учетом оценки возможного риска повреждения (отказа) является основным обосновывающим критерием для планирования технических воздействий на оборудование при переходе от системы планово-предупредительного ремонта к планированию ремонтов по фактическому техническому состоянию. При этом отметим, что в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 19.12.2016 № 1401 под техническим воздействием понимается воздействие на оборудование или его узел (ремонт, техническое перевооружение, реконструкция, замена), приводящее к улучшению технических характеристик и состояния оборудования.

В соответствии с требованиями действующих ПТЭ [16] с 2003 г. предусмотрено проведение технического освидетельствования силовых трансформаторов и автотрансформаторов (введено общее требование

по техническому освидетельствованию электротехнического оборудования) по истечении установленного НТД срока службы, причем при проведении каждого технического освидетельствования в зависимости от состояния оборудования намечается срок проведения последующего технического освидетельствования.

В 2019 г. приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465 утверждены Правила технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, распространяющиеся в том числе и на силовые трансформаторы и автотрансформаторы. В соответствии с указанными правилами определено, что в результате технического освидетельствования должны устанавливаться фактическое техническое состояние объекта и определяться возможность и условия его дальнейшей эксплуатации. При этом для силовых трансформаторов и автотрансформаторов 110 кВ и выше техническое освидетельствование проводится с учетом данных по индексу технического состояния.

В соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонтов объектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013, применение вида организации ремонта по техническому состоянию оборудования ПС допускается в случае, если субъект электроэнергетики принял локальный нормативный акт (ЛНА), устанавливающий периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и их допустимые и предельные значения, позволяющие достоверно определять фактическое техническое состояние и его изменения в период до следующего контроля.

В этой связи, как уже отмечалось выше, РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [15] регла-

ментирует перечень контролируемых показателей, предельно допустимые значения контролируемых показателей, периодичность контроля с указанием применяемых методов (методик) измерений и испытаний. При этом в РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» указывается, что выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия повреждений (дефектов). Вместе с тем РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [15] не устанавливает критерии идентификации вида технического состояния силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а именно критерии перехода трансформатора из исправного состояния в неисправное: работоспособное, неработоспособное, предельное.

В России разработана и подтверждена многолетним опытом эксплуатации научно и практически обоснованная методология оценки предельного состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше [3, 6, 10]. Основными элементами силового трансформатора (автотрансформатора), определяющими его предельное состояние, являются обмотки и сердечник. Прочие элементы, а именно, высоковольтные вводы, переключатели ответвлений, маслоохладители, двигатели маслораспределителей и др., при наличии дефектов должны подлежать ремонту или замене, не требующей замены трансформатора в целом.

Предельное состояние должно определяться по показателю износа витковой изоляции, выявлению опасной деформации обмоток, вызванной большими токами сквозных коротких замыканий (КЗ).

Основными показателями и критериями предельного состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше являются:

- износ (деградация) витковой изоляции (в соответствии с требованиями РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [15] ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 ед.);
- опасная деформация обмоток (в соответствии с требованиями РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» значения сопротивления КЗ трансформатора, измеренные в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте, не должны превышать исходные более чем на 3 %).

Следует подчеркнуть, что выход любого из показателей за установленное предельно допустимое значение является достаточным признаком для рассмотрения и принятия решений о необходимости и целесообразности вывода силового трансформатора (автотрансформатора) из эксплуатации и его замены. При этом окончательное решение о признании трансформатора в предельном состоянии, необходимости его замены и сроков замены должна принимать специально назначенная для данного объекта комиссия при проведении технического освидетельствования оборудования в соответствии с требованиями Правил технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465.

Опыт эксплуатации показывает, что сердечники силовых трансформаторов повреждаются в процессе работы относительно редко. Их вероятными дефектами являются замыкание между листами стали, недопустимое снижение усилий прессовки магнитопровода, локальные нагревы. При этом косвенно данные дефекты могут выявляться при изменении потерь холостого хода, возрастании

НАИБОЛЕЕ ВЕРОЯТНЫЕ ПРИЧИНЫ РАЗВИТИЯ ДЕФЕКТА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ ЦЕННОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Показатель	Вероятные механизмы/причины развития дефекта (повреждения) при достижении предельно допустимого значения показателя
Показатели неисправного работоспособного состояния	
Сопротивление обмоток постоянному току	Отражают ухудшение состояния контактных соединений: локальное выгорание изоляции, оплавление контактных поверхностей
Потери холостого хода	Свидетельствуют о состоянии магнитопровода трансформатора. По результатам изменения данного показателя выявляются замыкания листов стали магнитопровода из-за нарушения изоляции (лакировки), нарушения изоляции стяжных шпилек, образование короткозамкнутых контуров в магнитопроводе
Хроматографический анализ газов, растворенных в масле бака трансформатора (ХАРГ) (границные значения)	С помощью ХАРГ можно обнаружить две группы дефектов: перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова и электрические разряды в масле. Критерий граничных концентраций газов позволяет выделить из общего количества трансформаторного парка трансформаторы с возможными развивающимися дефектами. Степень опасности развития дефекта определяется по относительной скорости нарастания объема газов
Кислотное число	Рост значения кислотного числа свидетельствует об окислении масла, которое может вызвать коррозию конструктивных элементов, образование мыл с ионами металлов и развитие коллоидно-дисперсных процессов, ведущих к старению и снижению электрической прочности трансформаторного масла
Тангенс угла диэлектрических потерь масла	Рост значений тангенса угла диэлектрических потерь масла характеризует старение трансформаторного масла
Температура вспышки в закрытом тигле	Снижение температуры вспышки характеризует наличие растворенных в масле газов, образующихся при его термическом разложении
Содержание механических примесей (класс чистоты)	Наличие механических примесей ведет к снижению электрической прочности масла. Электрическая прочность масла определяется в первую очередь крупными (более 1 мкм) частицами загрязнителей. Создаются предпосылки для возникновения ЧР, наличие примесей способствует развитию дефектов электрического характера вследствие ухудшения состояния маслосборной изоляции
Содержание растворимого шлама	Наличие шлама в масле характеризует его старение. При поддержании в масле значений кислотного числа в допустимых пределах обеспечивается отсутствие образования шлама
Содержание антиокислительной присадки	При снижении содержания концентрации присадки ускоряется процесс старения масла, обусловленный значительным снижением его стабильности
Газосодержание в масле (для трансформаторов, оснащенных пленочной защитой масла)	Наиболее вероятная причина роста газосодержания — нарушение гибкой оболочки расширителя трансформатора. Ведет к снижению электрической прочности маслосборной изоляции. При высоком общем газосодержании, создаются условия для пересыщения масла воздухом. Пересыщающий масло газ может выделяться в виде пузырьков, ослабляющих электрическую прочность изоляции
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Водорастворимые кислоты и щелочи могут образовываться в результате окисления масла, что способствует развитию коррозии и старению бумажно-масляной изоляции

НАИБОЛЕЕ ВЕРОЯТНЫЕ ПРИЧИНЫ РАЗВИТИЯ ДЕФЕКТА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ ЦЕННОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Показатель	Вероятные механизмы/причины развития дефекта (повреждения) при достижении предельно допустимого значения показателя
Показатели неработоспособного состояния	
Сопротивление изоляции обмоток	Характеризует в первую очередь увлажнение и загрязнение изоляции трансформатора. Возникает риск локального пробоя изоляции, внутреннего КЗ в трансформаторе
Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток	Характеризует в первую очередь увлажнение и загрязнение изоляции силового трансформатора. Возникает риск пробоя изоляции, внутреннего КЗ в трансформаторе
Влагосодержание твердой изоляции	При повышенном влагосодержании изоляции обмоток возникает вероятность риска повреждения изоляции из-за значительного увеличения диэлектрических потерь, приводящих к тепловому пробоя. Негативное действие влаги в изоляции трансформатора связано с температурой изоляции в явлении газообразования. Газовые пузырьки ослабляют электрическую прочность масла и маслосборной изоляции. Возникает риск пробоя изоляции, внутреннего КЗ в трансформаторе
Пробивное напряжение масла	Пробивное напряжение масла является интегральной характеристикой степени загрязнения масла влагой и проводящими частицами. Возникает риск внутреннего КЗ в трансформаторе
Влагосодержание масла	Рост влагосодержания в масле характеризует снижение электрической прочности изоляции. Возникает риск внутреннего КЗ в трансформаторе
Тангенс угла диэлектрических потерь и емкость изоляции ввода	Повреждение из-за ухудшения изоляции ввода. При повреждении высоковольтного ввода возникает риск внутреннего КЗ в трансформаторе
Сопротивление изоляции ввода	Повреждение из-за ухудшения изоляции ввода. При повреждении высоковольтного ввода возникает риск внутреннего КЗ в трансформаторе
Хроматографический анализ растворенных в масле газов во вводе (для маслосборных герметичных вводов)	Наличие ацетилена и/или суммы углеводородных газов выше установленного нормируемого значения является признаком недопустимости дальнейшей эксплуатации ввода. При повреждении высоковольтного ввода возникает риск внутреннего КЗ в трансформаторе
Показатели предельного состояния	
Степень полимеризации бумажной изоляции обмоток	Основными процессами, определяющими деградацию витковой изоляции обмоток, является термическая деструкция и дегидратация, приводящие к разрыву связей между мономерными фрагментами бумажной изоляции, снижению степени полимеризации и связанному с ним снижению механической прочности бумажной изоляции. Возникает риск виткового замыкания в обмотке трансформатора
Сопротивление КЗ обмоток	Указывает на наличие опасных деформаций и/или смещение обмоток, что является причиной нарушения изоляции и изоляционных промежутков при воздействии сквозных токов КЗ. Возникает риск внутреннего КЗ

Таблица 1 (окончание)

шума и повышении содержания растворенных в масле газов. Предельное состояние магнитопровода трансформатора определяется по результатам осмотров, измерений и испытаний при вскрытии трансформатора.

Отметим, что, хотя достижение предельного состояния сердечника трансформатора — явление достаточно редкое, необходимо подчеркнуть, что признание состояния сердечника таковым практически означает и предельное состояние силового трансформатора в целом, т.е. необходимость его замены.

Также к настоящему времени разработаны критерии оценки перехода силового трансформатора (автотрансформатора) из исправного состояния в неисправное [6, 10]: работоспособное, неработоспособное, предельное с описанием наиболее вероятных причин развития дефекта и оценки риска возникновения внутреннего КЗ при достижении установленных РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [15] на основе анализа диагностической ценности применяемых показателей (см. таблицу 1).

В АО «ОЭК» с участием «НТЦ Россети ФСК ЕЭС» в соответствии с указанными выше требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонтов объектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013, о разработке субъектом электроэнергетики соответствующего ЛНА разработан стандарт организации Методические указания по оценке технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110–220 кВ, включающий:

- требования по периодичности, методам и объемам контроля технического состояния в соответствии с РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования»;

- показатели технического состояния и их предельно допустимые значения в соответствии с РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования»;
- признаки, определяющие классификацию вида технического состояния (работоспособное, неработоспособное, предельное);
- описание диагностической ценности признаков;
- описание рисков повреждения оборудования с оценкой возможности возникновения внутреннего КЗ;
- методологию принятия решений о возможности и целесообразности эксплуатации оборудования в зависимости от вида технического состояния;
- показатели возникновения аварийного режима трансформатора и критерии принятия решений при осуществлении непрерывного мониторинга соответствующих показателей (онлайн-мониторинга).

Согласно ГОСТ 16110–82 «Трансформаторы силовые. Термины и определения», аварийный режим трансформатора — режим работы, при котором напряжение или ток обмотки, или части обмотки таковы, что при достаточной продолжительности это угрожает повреждением трансформатора.

Наиболее тяжелым повреждением силовых трансформаторов является внутреннее КЗ, при этом треть таких повреждений сопровождается взрывами и пожарами [4].

Внутренние КЗ в трансформаторах ликвидируются штатными средствами защиты (срабатывание дифференциальной защиты трансформатора и/или срабатывание газового реле с уставкой на отключение), однако при этом имеют место тяжелые повреждения

трансформаторов от действия токов КЗ, силовой дуги.

Предотвращение внутренних КЗ, взрывов и пожаров силовых трансформаторов — одна из проблем в рамках риск-ориентированного подхода к эксплуатации силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше [9].

Следует подчеркнуть, что функционирующая в настоящее время в России система контроля показателей технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше, основанная на периодическом контроле в соответствии с требованиями РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования», на основе многолетнего опыта эксплуатации показала свою эффективность для обеспечения эксплуатационной надежности данного вида оборудования.

Вместе с тем следует отметить, что анализ опыта эксплуатации силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше показывает, что надежность силовых трансформаторов зависит в первую очередь от состояния изоляции. Снижение в процессе эксплуатации электрической и механической прочности маслосборной изоляции в локальном объеме изоляции трансформатора может приводить к возникновению частичных разрядов, обуславливающих формирование так называемых быстроразвивающихся дефектов электрического характера, сопровождающихся внутренними КЗ [5, 9]. При этом необходимо отметить, что развитие данных дефектов (за исключением причин, связанных с недостатками изготовления, ошибками монтажа и ремонта) является следствием длительно развивающихся процессов, но при этом контролируемые показатели, измерение которых осуществляется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, как правило (а в ряде

случаев и в принципе), не позволяют своевременно обнаружить развитие процессов и дефектов, приводящих к их возникновению. В этой связи необходимо выделить возникновение и развитие витковых замыканий в обмотке и развитие ползущих разрядов в изоляции силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Своевременное обнаружение так называемых быстроразвивающихся дефектов в изоляции обмоток остается актуальной задачей. Также актуальной задачей является своевременное обнаружение предпробивного состояния изоляции трансформаторов в период его перехода в неработоспособное состояние, вынужденной эксплуатации до вывода в ремонт и в период эксплуатации силового трансформатора, перешедшего в предельное состояние до вывода его из эксплуатации.

Анализ развития ионизационных процессов, приводящих к возникновению дефектов электрического характера, показывает, что надежный уровень их обнаружения — это предпробивная стадия развития дефекта. При этом с учетом вышеизложенного необходимо отметить, что аварийный режим трансформатора может иметь место при эксплуатации силового трансформатора, в том числе находящегося в области допустимых регламентирующих показателей [7, 9].

Перспективным направлением обнаружения возникновения аварийного режима силового трансформатора, связанного с развитием процессов, приводящих к возникновению внутренних КЗ, является применение непрерывного контроля (мониторинг) показателей для обнаружения развития аварийного режима состояния силового трансформатора. При этом, как известно, в РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» отсутствуют показатели аварийного режима при использовании мониторинга. Также в настоящее время в НТД отсутствуют критерии для принятия

решения о своевременном выводе из работы силового трансформатора (автотрансформатора) при возникновении аварийного режима до возникновения внутреннего КЗ и срабатывания соответствующих защит. Очевидно, что эксплуатационным предприятиям необходимо иметь не только перечень показателей, обладающих диагностической ценностью для выявления аварийного режима трансформатора, но и критерии с указанием предельно допустимых значений для возможности принятия своевременных решений.

Использование систем мониторинга должно позволять обеспечивать принятие решений для своевременного вывода из работы трансформатора до появления силовой дуги, внутреннего КЗ, взрыва и пожара. Результаты исследований и накопленный опыт эксплуатации позволили сформулировать отсутствующую как в отечественной, так и в мировой практике систему показателей и критериев возникновения аварийного режима силового трансформатора, позволяющих принимать решения о его выводе из эксплуатации на основе непрерывного контроля (мониторинга) содержания водорода и углеводородных газов, растворенных в масле бака трансформатора, измерения соответствующих показателей частичных разрядов (ЧР) в изоляции и влагосодержания в масле [7].

Показатели и критерии возникновения аварийного режима силового трансформатора (автотрансформатора) при учете мониторинга таковы:

- превышение граничных концентраций углеводородных газов и рост концентрации более 10% в месяц;
- относительная скорость нарастания концентрации водорода 1000% в месяц (без учета достижения граничной концентрации);
- влажность трансформаторного масла 30 г/т;

- регулярность ЧР на уровне 0,5 (для неоднократно повторяющихся ЧР, возникающих в различных периодах воздействующего напряжения за длительность одного цикла регистрации ЧР);
- опасный кажущийся заряд не менее 10 нКл;
- длительность одного цикла регистрации ЧР от 1 с до 1 мин.

При возникновении хотя бы одного из критериев аварийного режима, связанного с превышением граничных концентраций углеводородных газов и росте концентраций более 10% в месяц, относительной скорости нарастания концентрации водорода 1000% в месяц (без учета достижения граничной концентрации) или влажности трансформаторного масла более 30 г/т, должно приниматься решение об отключении силового трансформатора и выводе его в ремонт.

Решение об отключении силового трансформатора на основе мониторинга показателей ЧР должно приниматься после оценки всех указанных выше показателей и критериев для определения степени опасности зарегистрированных ЧР.

При этом отметим:

- регулярность ЧР (отношение числа периодов воздействующего напряжения, в которых зарегистрированы кажущиеся заряды ЧР одного и того же значения, к общему числу периодов за длительность одного цикла регистрации ЧР);
- кажущийся заряд неоднократно повторяющихся ЧР (значение кажущегося заряда ЧР, возникающих в различных периодах воздействующего напряжения за длительность одного цикла регистрации ЧР).

ВЫВОДЫ

1. Система НТД, действующих в электроэнергетике России, в части оценки технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше обеспечивает надежность эксплуатации данного вида оборудования, реализацию концепции планирования ремонтов и их проведение в зависимости от фактического технического состояния.
2. Существующая в настоящее время система НТД позволяет реализовывать принцип комплексного подхода к оценке технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше, позволяет эксплуатационным предприятиям в полной мере обеспечивать выполнение действующих требований нормативно-правовых актов и НТД в части оценки технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов, проводить определение предельного состояния и принимать решения по дальнейшей эксплуатации или необходимости и целесообразности вывода их из работы.
3. Применение непрерывного контроля показателей технического состояния силового трансформатора и автотрансформатора позволяет своевременно выявлять и предупреждать развитие аварийного режима.
4. Использование систем мониторинга позволяет обеспечить своевременный вывод из работы силового трансформатора и автотрансформатора до возникновения силовой дуги и предотвратить внутреннее КЗ, разработанные критерии оценки

возникновения аварийного режима работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов по результатам онлайн мониторинга соответствующих показателей позволяют дать рекомендации эксплуатационным организациям для принятия решений о своевременном выводе оборудования из работы для предотвращения возникновения внутреннего КЗ.

5. В настоящее время в НТД отсутствует перечень показателей и критериев определения аварийного режима работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов для принятия решения о своевременном отключении оборудования и вывода его в ремонт при наличии систем онлайн-мониторинга.

ЛИТЕРАТУРА

1. Извещение № 1 о внесении дополнений и изменений в «Объем и нормы испытаний электрооборудования»: СО 34.45–51.300–97 (РД 34.45–51.300–97). 6-е изд. М.: ОРГРЭС, 2005.
2. Касаткина Т.Е., Львов М.Ю. Опыт применения хроматографического анализа газов для оценки состояния силовых трансформаторов//Новое в российской электроэнергетике. 2001. № 7. С. 23–27.
3. Комаров В.Б., Львов Ю.Н., Львов М.Ю., Хазиахметов Р.М., Ершов Б.Г. Методологические аспекты, определяющие предельное состояние силовых трансформаторов в эксплуатации//Энергетик. 2016. № 8. С. 25–26.
4. Львов М.Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше//Электричество. 2010. № 2. С. 27–31.
5. Львов М.Ю., Львов Ю.Н., Комаров В.Б., Кулюхин С.А., Митькин Ю.А., Вдовико В.П. Методологические аспекты развития частичных разрядов и контроля изоляции силовых трансформаторов в эксплуатации//Энергетик. 2017. № 9. С. 16–20.
6. Львов М.Ю., Львов Ю.Н. Методологические принципы управления активами при эксплуатации силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше электрических сетей//Электрические станции. 2020. № 4. С. 33–41.

7. Львов М.Ю., Львов Ю.Н. Мониторинг аварийного режима силовых трансформаторов и автотрансформаторов//Энергия единой сети. 2019. № 5 (48). С. 62–67.
8. Львов М.Ю. О развитии системы нормативно-технической документации для оценки технического состояния силовых трансформаторов//Электрические станции. 2009. № 3. С. 53–55.
9. Майоров А.В., Львов М.Ю., Львов Ю.Н., Комаров В.Б. Методологические аспекты предотвращения внутренних коротких замыканий, взрывов и пожаров силовых трансформаторов при эксплуатации//Энергетик. 2018. № 5. С. 19–22.
10. Майоров А.В., Львов М.Ю., Львов Ю.Н. Методология принятия решений при оценке технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей с учетом фактора риска повреждения//Электрические станции. 2019. № 9. С. 14–20.
11. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153–34.0–46.32–00. М.: ВНИИЭ, 2000.
12. Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик. М.: Энергетические технологии, 2007.
13. Методические указания по определению оптической мутности трансформаторного масла герметичных вводов 110 кВ и выше силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов. М.: Энергетические технологии, 2007.
14. Методические указания по оценке состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов по степени полимеризации. М.: Энергетические технологии, 2007.
15. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45–51.300–97. М.: Энас, 1998.
16. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: СПО ОРГРЭС, 2003.
17. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. РД 34.20.501–95.
18. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования/Под ред. Ф.Л. Когана. М.: ОРГРЭС, 1998.